

# COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE EN REGION DE BRUXELLES-CAPITALE

## AVIS d'initiative (BRUGEL-AVIS-20201209-313)

Relatif au déploiement des compteurs connectés<sup>1</sup> dans la Région de Bruxelles-Capitale.

Etabli sur base de l'article 30bis §2 de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale

09/12/2020

---

<sup>1</sup> Appelé communément par des « compteurs intelligents »

## Table des matières

1	Base légale du présent avis .....	3
2	Synthèse .....	3
3	Introduction.....	5
4	Contexte.....	6
4.1	Contexte général du marché de l'énergie .....	6
4.2	Contexte européen.....	7
4.3	Contexte belge :.....	11
4.4	Contexte régional bruxellois .....	13
5	Proposition de BRUGEL pour le déploiement des compteurs connectés.....	16
5.1	Principes directeurs.....	16
5.2	Stratégie de déploiement.....	17
5.3	Plan d'action pour le respect des balises identifiées : .....	19

## Liste des illustrations

Figure 1: perspectives de déploiement massif des « systèmes intelligents de mesure » dans les Etat membres de l'union .....	10
Figure 2: Stratégies de déploiement massif de systèmes intelligents de mesure dans les Etats membres .....	10
Figure 3: programme proposé par SIBELGA pour déployer des compteurs connectés entre 2021 et 2031 .....	14

## I Base légale du présent avis

L'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale (ci-après « ordonnance électricité ») prévoit en son article 30bis, §2, que :

*« ... BRUGEL est investie d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché régional de l'énergie, d'une part, et d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des ordonnances et arrêtés y relatifs, d'autre part.*

*BRUGEL est chargée des missions suivantes :*

*1° donner des avis, études ou décisions motivés et soumettre des propositions dans les cas prévus par la présente ordonnance et par l'ordonnance susvisée du 1er avril 2004 ou leurs arrêtés d'exécution*

*2° d'initiative ou à la demande du Ministre ou du Gouvernement, effectuer des recherches et des études ou donner des avis, relatifs au marché de l'électricité et du gaz ; [...] »*

Sur la base de l'article susmentionné, BRUGEL remet le présent avis sur le déploiement des compteurs connectés en Région de Bruxelles-Capitale.

## 2 Synthèse

Dans le présent avis, BRUGEL présente un ensemble de recommandations concernant le déploiement des compteurs connectés pour les utilisateurs du réseau de distribution d'électricité dans la Région de Bruxelles-Capitale. Ces recommandations tiennent compte des considérations suivantes :

- I. La volonté européenne, belge et régionale de réussir la transition énergétique avec en ligne de mire la neutralité carbone à l'horizon 2050. Cette volonté se manifeste par la mise en place d'un ensemble d'actions concrètes, harmonisées et complémentaires pour permettre au client final de devenir de plus en plus actif sur le marché de l'énergie. Il s'agit particulièrement de :
  - La création dans le cadre légal européen (via la directive 2019/944 du 4<sup>ème</sup> paquet énergie) d'un ensemble de droits nouveaux pour le client final lui permettant d'interagir via des compteurs connectés avec le système électrique pour valoriser ses potentialités (flexibilité, volumes des prélèvements/injections) en fonction des signaux du marché (tarifs dynamiques, nouveaux services énergétiques, changements rapides des fournisseurs, ...)
  - Un déploiement massif des compteurs connectés est prévu au niveau européen d'ici à 2030 : 211 millions seront déjà installés avant fin 2023 (soit un taux de pénétration de 69% du parc des compteurs).
  - La mise en œuvre au niveau fédéral et interrégional d'un nouveau marché de la flexibilité accessible aux clients, individuellement ou par agrégation, raccordés sur le réseau de distribution. Cette mise en œuvre se manifeste à plusieurs niveaux :

- L'encadrement des échanges au sein du marché de la flexibilité par la loi fédérale sur la flexibilité et les règles de transfert d'énergie. Cet encadrement est complété par des prescriptions interrégionales de SYNERGRID et concrétisé au niveau du réseau de distribution par la plateforme Flexhub d'échange de données au sein du marché ;
  - L'ouverture des marchés de balancing, day-ahead, intraday et de la réserve stratégique aux ressources de flexibilité ;
  - Un programme ambitieux d'installation de compteurs interconnectés est prévu au niveau belge : la Flandre prévoit de remplacer 80% du parc par des compteurs connectés avant fin 2024 et 100% avant 2029, la Wallonie prévoit un objectif de 80% à atteindre avant 2030 pour des niches importantes et SIBELGA prévoit de remplacer tous les compteurs avant 2031. En outre, les GRD belges ont décidé de participer collectivement à un marché d'achat et de gestion de ces nouveaux compteurs.
2. L'exigence de la mise en œuvre véritable des réseaux intelligents pour mieux intégrer les solutions imposées par la transition énergétique (plus de productions décentralisées, électrification du chauffage et de la mobilité,...) et de garantir la stabilité du système électrique, la sécurité d'approvisionnement et le bon fonctionnement du marché (accès de qualité aux clients, nouveaux acteurs, nouveaux services, offres concurrentielles et diversifiées). Cette transformation des réseaux doit être réalisée en tenant compte de l'optimisation technico-économique locale (meilleure exploitation de la capacité disponible via des mesures de gestion de la demande et la réduction des coûts opérationnels) et de l'optimum économique global qui tient compte des besoins du marché de l'énergie ;
  3. La nécessité de mettre en œuvre des mesures d'accompagnement pour les clients précaires sur les plans énergétiques et numériques. Ces mesures doivent être encadrées par un ensemble de balises à respecter pour garantir une protection efficace des droits des clients notamment contre des dysfonctionnements éventuels (les coupures automatiques et inappropriées) ;
  4. Les points d'attention soulevés lors de la consultation publique organisée par BRUGEL sur son étude et sur son projet d'avis relatifs au déploiement des compteurs connectés (voir rapport de consultation de BRUGEL).

Tenant compte de ces considérations, BRUGEL recommande aux autorités régionales d'opter pour un déploiement **opportun, soutenu et maîtrisé**.

1. **Par « opportun »**, BRUGEL vise un déploiement qui profite au client final, à la gestion des réseaux et au bon fonctionnement du marché d'électricité : il s'agit principalement de favoriser un déploiement optimisé sur les plans technico-économique (critère géographique, faisabilité technique et logistique, activation des fonctionnalités rentables, qui améliorent la qualité des services aux clients et utiles au marché et au système électrique). Dans cette optique, BRUGEL soutient le programme proposé par SIBELGA de remplacer tous les compteurs d'ici 2031 moyennant l'adaptation du cadre légal et le respect d'un ensemble de balises qui garantissent un déploiement optimal sur le plan technico-économique et respectueux des droits légitimes des clients ;

2. **Par « soutenu »**, BRUGEL vise un encadrement légal, réglementaire et régulateur judicieux du déploiement des compteurs connectés. Il s'agit de réformer les articles 24<sup>ter</sup> et 18<sup>ter</sup>, respectivement des ordonnances électricité et gaz pour favoriser un déploiement technico-économique optimal, imposer des moyens de contrôle de ce déploiement, encadrer les fonctionnalités de base qui garantissent la protection des droits des clients et le bon fonctionnement du marché et du système électrique et mettre en œuvre des mesures d'accompagnement particulièrement pour les plus vulnérables ;
3. **Par « maîtrisé »**, BRUGEL vise à doter le Gouvernement (notamment via les plans d'investissements) et le régulateur de moyens de contrôle et de suivi y compris financiers du plan de déploiement. Ces moyens de contrôle doivent s'appuyer sur des indicateurs techniques, économiques, sociaux et financiers pertinents. Dans cette optique, BRUGEL recommande d'insérer dans l'ordonnance électricité l'obligation dans le chef du GRD d'un rapportage périodique selon un canevas défini par BRUGEL. En outre, BRUGEL préconise la réalisation des enquêtes de satisfaction et des évaluations d'impacts sur les clients y compris sur les aspects liés à la santé, à la sécurité des données et le respect de la vie privée.

### 3 Introduction

Lors de la consultation publique organisée par BRUGEL entre le 10 avril 2020 et le 30 juin 2020, BRUGEL avait comme objectif<sup>2</sup> de recueillir les préoccupations des utilisateurs et des acteurs du marché pour mieux les prendre en compte dans son avis définitif.

Le présent avis vise à présenter aux autorités régionales la proposition de BRUGEL en tenant compte des différents besoins exprimés lors de la consultation publique<sup>3</sup> précitée. Dans le même esprit, BRUGEL publie aussi un rapport de consultation et un nouveau résumé de l'étude pour répondre aux besoins de clarification et de motivation exprimés par les participants lors de la consultation publique organisée par BRUGEL.

Globalement, les réactions des participants appellent de la part de BRUGEL des clarifications, des motivations et de la révision de certaines propositions formulées dans son projet d'avis soumis à la consultation publique précitée. Dans le présent avis, BRUGEL apporte les clarifications nécessaires notamment concernant le contexte du déploiement des compteurs connectés, l'exigence des réseaux intelligents et du rôle actif des utilisateurs pour la transition énergétique et pour le bon fonctionnement du marché de l'énergie et du système électrique.

En outre, tenant compte des points d'attention soulevés par les participants, BRUGEL a révisé certaines de ses propositions précédentes notamment :

---

<sup>2</sup> BRUGEL visait aussi l'obligation de soumettre à une consultation publique l'étude spécifique et transversale, mentionné dans l'article 24<sup>ter</sup>, §1, alinéa 3 de l'ordonnance électricité, concernant l'évaluation des opportunités économique, environnementale et sociale du développement des compteurs intelligents.

<sup>3</sup> Pour consulter le rapport de consultation:

<https://www.brugel.brussels/publication/document/rapports/2020/fr/rapport-112-consultation-smartmeter.pdf>

- la stratégie de déploiement : BRUGEL préconise un déploiement géographique (par opposition à la logique des niches) optimisé sur le plan technico-économique et qui tient compte des besoins des clients et du marché,
- le système de consentement pour l'activation des fonctionnalités des compteurs connectés: BRUGEL recommande des régimes par défaut qui garantissent le bon fonctionnement du système électrique et du marché d'électricité et qui préservent le mécanisme de protection bruxellois (pas de coupure automatique des compteurs). En outre, le choix des clients sera garanti par des régimes opt-in et opt-out à inscrire dans le cadre légal.

## 4 Contexte

Le présent avis s'inscrit dans un triple contexte européen, belge et régional marqué par trois évolutions majeures du marché de l'énergie : légale, technologique et paradigmatique.

### 4.1 Contexte général du marché de l'énergie

Le marché de l'énergie se voit aujourd'hui confronté à plusieurs évolutions et changements profonds dans les paradigmes, qui gèrent les réseaux de distribution et l'organisation du marché de l'énergie, pour accompagner la transition énergétique vers une neutralité carbone à l'horizon 2050 souhaitée au niveau européen et régional. En effet, bien que les solutions techniques et technologiques existent, le réseau de distribution et le modèle de marché actuel ne permettent pas, dans leur fonctionnement actuel, une mise en œuvre rapide et efficace de cette transition.

Les nouveaux paradigmes doivent permettre l'émergence d'un réseau intelligent capable de gérer des flux multidirectionnels en intégrant l'action ou le comportement des utilisateurs et en favorisant le développement de nouveaux services adaptés aux besoins des clients finals. Il s'agit des défis majeurs auxquels seront confrontés, chacun pour ce qui le concerne, le gestionnaire du réseau de distribution (GRD), les acteurs commerciaux et les clients finals.

- ***Pour ce qui concerne la gestion des réseaux de distribution :***

Etant donné que les réseaux de distribution n'ont pas été pensés lors de leur conception initiale pour accueillir un nombre important de productions décentralisées et des charges flexibles (batteries domestiques, véhicules électriques, appareils de chauffage électrique...), une intégration non-maîtrisée de celles-ci risque de causer des problèmes de stabilité, de congestion ou d'interruption fréquente de l'alimentation des clients finals. Pour atteindre les objectifs fixés pour la transition énergétique, une transformation majeure des réseaux de distribution, dans leur planification et dans leur gestion, est donc nécessaire pour assurer une intégration réussie, voire profitable pour le système électrique. Cette transformation doit s'appuyer essentiellement sur des équipements connectés installés à tous les segments du réseau de distribution (du SCADA<sup>4</sup> aux compteurs individuels des clients finals). **Le GRD doit donc pouvoir communiquer avec les compteurs connectés pour les besoins**

---

<sup>4</sup> Supervisory Control And Data Acquisition – système de contrôle et d'acquisition de données en temps réel

**d'activation des fonctionnalités des réseaux intelligents (gestion de la capacité disponible, les pertes sur les câbles, le niveau de tension et de la qualité de fourniture).**

- **Pour ce qui concerne le développement de la gestion de la demande (ou du marché de la flexibilité) :**

Au début de la libéralisation du marché de l'énergie, la gestion de la demande avait été conçue pour les très gros consommateurs (raccordés en haute tension). Avec le développement important de la technologie de communication et de pilotage et la réduction de leurs coûts, le concept devient également techniquement et économiquement faisable pour les clients raccordés en basse tension (BT). Plusieurs initiatives, notamment des offres concrètes basées sur des applications *smart home* ou en stade conceptuel (internet of Energy d'ELIA<sup>5</sup>), laissent présager un développement, à terme, à grande échelle de ces moyens de supervision et de gestion de la demande des clients finals. Pour valoriser la gestion de la demande de ses charges flexibles, **le client final doit disposer d'un compteur avec relevé de courbe de charge (quart-horaire).**

Compte tenu de ces développements, les GRD devront faire face à un besoin accru pour transformer leurs réseaux en réseaux intelligents et adapter leur rôle de gestionnaire de réseau de distribution vers celui d'un gestionnaire de système de distribution qui gèrera d'une manière active la capacité de son réseau. Pour y arriver, les GRD devront progressivement changer le paradigme actuel « *fit and forget* » dans le développement des réseaux pour aller vers des investissements de gestion de la demande au lieu d'augmenter indéfiniment leur capacité de distribution.

## 4.2 Contexte européen

Le contexte européen est dominé principalement par l'impulsion européenne en faveur de la promotion de l'efficacité énergétique et du développement d'un marché européen harmonisé. Cette orientation stratégique est encadrée par plusieurs directives et décisions européennes. Ces textes définissent des objectifs énergétiques contraignants dans différents domaines. Ils présentent, selon une vision cohérente, les moyens de réduire les émissions de gaz à effet de serre et la maîtrise de la demande énergétique, via notamment le développement des réseaux intelligents et des « systèmes intelligents de mesure ». Ces derniers favorisent le développement des productions décentralisées et la gestion de la demande. Il s'agit principalement du Paquet « Climat-Energie 2030 »<sup>6</sup>, de la feuille de route « Bas Carbone 2050 »<sup>7</sup> et du 4<sup>ème</sup> paquet énergie « Clean Energy Package »<sup>8</sup> qui apporte de nombreuses dispositions relatives à la participation active des clients au marché de l'énergie.

---

<sup>5</sup><https://www.ioenergy.eu/>

<sup>6</sup> CONSEIL EUROPÉEN (23 ET 24 OCTOBRE 2014) – CONCLUSIONS, Conseil Européen, octobre 2014

<sup>7</sup> COMMUNICATION DE LA COMMISSION AU PARLEMENT EUROPÉEN, AU CONSEIL, AU COMITÉ ÉCONOMIQUE ET SOCIAL EUROPÉEN ET AU COMITÉ DES RÉGIONS - Feuille de route vers une économie compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050, Commission Européenne, mars 2011.

<sup>8</sup> COMMISSION EUROPEENNE - Clean energy for all Europeans, mai 2019.

Plus particulièrement, le 4<sup>ème</sup> paquet énergie a apporté via la directive (UE) 2019/944 un cadre pour les communautés d'énergie<sup>9</sup> et pour les systèmes intelligents de mesure et leurs fonctionnalités<sup>10</sup>. En outre, elle a apporté de nouveaux droits pour le client final dont :

- **le droit à un contrat avec tarification dynamique<sup>11</sup> : cette disposition exige un compteur avec relevé à distance de courbe de charge (quart-horaire),**
- le droit de **changer de fournisseur d'énergie** endéans 3 semaines et, **au plus tard en 2026, en 24 heures<sup>12</sup> : un compteur avec relevé à distance est nécessaire avec adaptation du MIG (code d'échanges de données au sein du marché),**
- **le droit à un contrat d'agrégation<sup>13</sup> et à la participation active de la demande<sup>14</sup> : cette disposition exige un compteur avec relevé à distance de courbe de charge (quart-horaire),**
- **le droit de disposer d'un compteur intelligent<sup>15</sup>.** En outre, l'offre faite au client qui demande l'installation d'un compteur intelligent doit indiquer explicitement les fonctions et l'interopérabilité prises en charges par le compteur, les services qui sont possibles, les avantages qui peuvent être raisonnablement attendus du compteur, ainsi que les coûts connexes qui doivent être supportés par le client final,
- en l'absence d'un compteur permettant la lecture à distance, la mise à disposition du client final les informations précises relatives à la facturation fondées sur la consommation réelle au moins tous les six mois, ou une fois par trimestre sur demande ou si le client final a opté pour la facturation électronique<sup>16</sup>. Cette disposition exige une augmentation de la fréquence de relevé de compteur (par le client ou par le GRD).

Ces dispositions seront transposées en droit interne via l'ordonnance électricité. **Toutes ces exigences incitent les Etats Membres à introduire les compteurs connectés et les réseaux intelligents qui favorisent la participation active des clients au marché de l'électricité.**

Pour superviser le déploiement de ces nouveaux compteurs connectés (appelés dans les textes européens par « compteurs intelligents » et « systèmes intelligents de mesure »), la Commission Européenne réalise des études<sup>17,18</sup> comparatives sur l'état d'avancement du déploiement de ces

---

<sup>9</sup> Article 16 de la directive (UE) 2019/944.

<sup>10</sup> Articles 19 et 20 de l'annexe II 1 de la directive (UE) 2019/944.

<sup>11</sup> Article 11 de la directive (UE) 2019/944.

<sup>12</sup> Article 12 de la directive (UE) 2019/944.

<sup>13</sup> Article 13 de la directive (UE) 2019/944.

<sup>14</sup> Article 17 de la directive (UE) 2019/944.

<sup>15</sup> Article 21 de la directive (UE) 2019/944.

<sup>16</sup> Annexe I de la directive (UE) 2019/944.

<sup>17</sup> « Analyse comparative de déploiement de compteurs intelligents dans l'UE-27 visant plus particulièrement le marché de l'électricité » COM(2014) 356 final, accompagné des documents annexes {SWD(2014) 188 final} et {SWD(2014) 189 final}

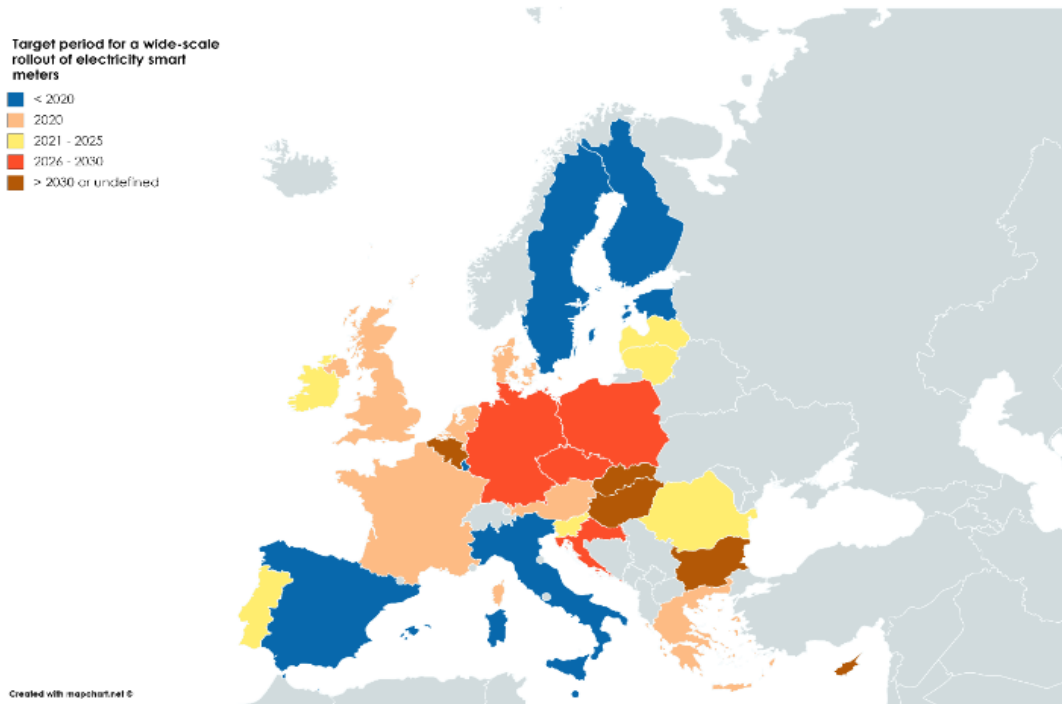
<sup>18</sup> « European smart metering benchmark - Benchmarking smart metering deployment in the EU-28 » :

<https://www.vert.lt/SiteAssets/teises-aktai/EU28%20Smart%20Metering%20Benchmark%20Revised%20Final%20Report.pdf>

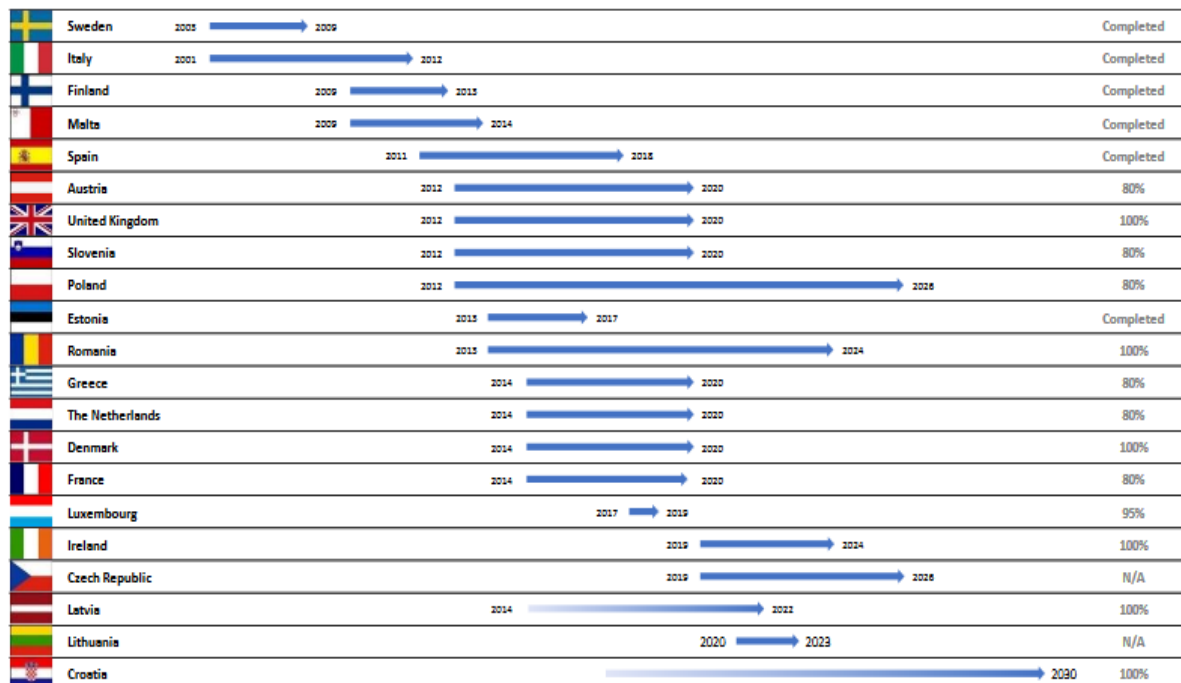


compteurs dans les Etats Membres. Il en ressort que plusieurs pays ont opté pour un déploiement massif avant 2020 (la Suède, l'Italie, l'Espagne, la Finlande, l'Estonie, Malte et le Luxembourg) ou, au moins à 80%, par la France, les Pays-Bas et la Grande Bretagne.

D'autres pays comme l'Irlande, le Portugal et la Roumanie visent un déploiement massif avant 2025 alors que des pays comme l'Allemagne, la Pologne et la République Tchèque prévoient d'atteindre un déploiement de 80% avant 2030. Seuls, la Bulgarie, la Slovaquie, la Hongrie et Chypre, le déploiement massif n'est pas encore prévu, par absence de résultats positif des évaluations coûts-bénéfices, ou prévu pour après 2030 (voir figure 1 ci-après). Le rythme de déploiement varie de 4 à 10 ans selon le choix des pays concernés (voir figure 2 ci-après).



**Figure 1: perspectives de déploiement massif des « systèmes intelligents de mesure » dans les Etats membres de l'union<sup>19</sup>**



**Figure 2: Stratégies de déploiement massif de systèmes intelligents de mesure dans les Etats membres<sup>20</sup>**

Concernant l'évolution du parc des « systèmes de mesure intelligents » déjà installés dans l'Union européenne, le benchmark de la Commission Européenne indique qu'en 2018, ce parc a atteint 125 millions (soit un taux de pénétration de 42%) de compteurs pour culminer à 211 millions (soit un taux de pénétration de 69%) en 2023 avec un taux de croissance annuel d'environ 11 %<sup>21</sup>.

### 4.3 Contexte belge :

- **Au niveau fédéral :**

Plusieurs actions ont été entreprises notamment via le Pacte énergétique Interfédéral belge<sup>22</sup> et le Plan National Energie-Climat belge 2021-2030 (PNEC)<sup>23</sup> qui fixent des objectifs et les moyens d'y arriver particulièrement **en mettant le client au cœur du système énergétique pour lui permettre de devenir de plus en plus actif sur le marché de l'énergie** et de contribuer à la réussite de la transition énergétique tout en assurant la sécurité d'approvisionnement.

En effet, les enjeux et les obligations en termes d'équilibrage du système électrique et de sécurité d'approvisionnement évoluent avec des défis supplémentaires liés à la volonté du Gouvernement de sortir du nucléaire en 2025 et le développement accru des énergies intermittentes (vents, soleil, etc.). Pour faire face à ces deux défis, l'exploitation des ressources de flexibilités disponibles sur les réseaux de distribution deviendra nécessaire pour maintenir la stabilité de tout le système électrique. C'est ainsi que le cadre légal fédéral a évolué au cours des dernières années pour permettre à ces ressources de contribuer à pallier ces problématiques par l'encadrement du marché de la flexibilité via la « loi flexibilité »<sup>24</sup> et les règles de transfert d'énergie<sup>25</sup>. Cette loi vise à encadrer la valorisation des ressources de flexibilité des clients final y compris ceux raccordés sur les réseaux de distribution dans le marché de balancing (excepté le réglage primaire), le marché à un jour (day-ahead), le marché intra-journalier (intraday) et au marché de la réserve stratégique. Les clients qui souhaitent participer à ces marchés pour valoriser leur flexibilité doivent disposer de **compteur avec relevé à distance de courbe de charge (quart-horaire)**.

---

<sup>21</sup> CAGR : Compound annual growth rate

<sup>22</sup> PACTE ENERGETIQUE INTERFEDERAL BELGE – Une vision commune pour la transition, Les quatre ministres de l'Energie du pays (fédéral, flamand, wallon et bruxellois), 2017

<sup>23</sup> PLAN NATIONAL ENERGIE-CLIMAT 2021-2030, Plan National Energie-Climat 2021-2030, décembre 2018.

<sup>24</sup> : loi du 13 juillet 2017 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité en vue d'améliorer la flexibilité de la demande et le stockage d'électricité. Cette loi a introduit un cadre pour la valorisation de la flexibilité de la demande et a introduit la notion du transfert de l'énergie.

<sup>25</sup> une activation de flexibilité de la demande impliquant un fournisseur et un opérateur de service de flexibilité ayant un responsable d'équilibre distinct et/ou un opérateur de service de flexibilité distinct du fournisseur. Le concept de transfert d'énergie permet la prise en compte d'une variation de la charge d'un client fournissant de la flexibilité dans le calcul du portefeuille des responsables d'équilibres concernés suite à une activation.

- **Au niveau interrégional et des autres Régions du pays :**

- **Concernant les stratégies de déploiement :**

En Région flamande, le gouvernement<sup>2627</sup> a opté pour un déploiement massif avec des niches prioritaires dans lesquelles un déploiement anticipé et accéléré sera effectué<sup>28</sup>. **Ce déploiement a commencé en juillet 2019 et devrait à atteindre 80% du parc des compteurs avant fin 2024 et 100% au 1<sup>er</sup> janvier 2029.** Le compteur intelligent est placé pour tout client final qui le demande, lors d'un nouveau raccordement ou dans le cadre de travaux de rénovation significatifs, pour celui qui installe des panneaux photovoltaïques, pour tout ménage qui se voit attribuer un compteur à budget et pour tout compteur défectueux nécessitant d'être remplacé. En outre, des compteurs intelligents seront placés de façon proactive d'ici fin 2021 chez les ménages qui disposaient d'un compteur à budget avant le 1<sup>er</sup> juillet 2019 et chez les ménages ayant participé à des projets pilotes et d'ici fin 2022, chez tous les clients finals propriétaires de panneaux photovoltaïques avant le 1<sup>er</sup> juillet 2019<sup>29</sup>.

En Région wallonne, le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité<sup>30</sup> fournit un cadre pour un déploiement segmenté qui y a été introduit grâce à la modification du décret du 19 juillet 2018 en vue du déploiement des compteurs intelligents et de la flexibilité<sup>31</sup>. Le cadre prévoit qu'au plus tard le 1<sup>er</sup> janvier 2023, l'installation d'un compteur intelligent et l'activation de la fonction communicante aura lieu systématiquement lorsqu'un compteur est remplacé, lorsqu'il est procédé à un nouveau raccordement, lorsque le client final est déclaré en défaut de paiement et lorsqu'il en fait la demande. En outre, le décret prévoit pour au plus tard le 31 décembre 2029 un objectif de déploiement de 80% de compteurs chez les clients finals ayant une consommation annuelle d'électricité de 6 MWh ou plus, disposant d'une puissance électrique de production installée supérieure ou égale à 5kWe et pour les points de recharge de véhicules électriques ouverts au public.

- **Concernant la gestion des compteurs et des données de comptage :**

Les GRD belges ont convenu d'organiser un marché commun d'acquisition des compteurs et de sous-traitance pour la gestion de toute la chaîne de communication « *sans fil* » avec plusieurs opérateurs spécialisés capables de garantir la communication avec les compteurs pour les opérations du marché. Cette collaboration entre GRD aidera à limiter le coût du déploiement et de l'exploitation des compteurs intelligents.

Les échanges de données de comptage issues des compteurs connectés et les processus marché y relatifs seront gérés via la nouvelle plateforme d'ATRIAS et selon le nouveau code (MIG6) qui sera lancée en septembre 2021.

---

<sup>26</sup> [http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi/article\\_body.pl?language=nl&caller=summary&pub\\_date=19-06-21&numac=2019041225](http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi/article_body.pl?language=nl&caller=summary&pub_date=19-06-21&numac=2019041225)

<sup>27</sup> <https://codex.vlaanderen.be/Zoeken/Document.aspx?DID=1019755&param=inhoud&AID=1129657>

<sup>28</sup> <https://www.vlaanderen.be/bouwen-wonen-en-energie/zelf-energie-produceren/zonnepanelen-en-zonneboilers/de-digitale-energiemeter>

<sup>29</sup> <https://www.fluvius.be/nl/thema/meters-en-meterstanden/digitale-meter/wanneer-krijg-ik-digitale-meters>

<sup>30</sup> [http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi\\_loi/change\\_lg.pl?language=fr&la=F&cn=2001041230&table\\_name=loi](http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=fr&la=F&cn=2001041230&table_name=loi)

<sup>31</sup> [http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi/article\\_body.pl?language=fr&caller=summary&pub\\_date=2018-09-06&numac=2018204390](http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi/article_body.pl?language=fr&caller=summary&pub_date=2018-09-06&numac=2018204390)

## 4.4 Contexte régional bruxellois

Pour ce qui concerne le déploiement des compteurs connectés, le contexte régional bruxellois est marqué, outre par les actions de BRUGEL<sup>32</sup>, particulièrement par l'évolution du cadre légal et des propositions du gestionnaire du réseau de distribution.

- **Concernant le cadre légal :**

La Région a adapté les ordonnances électricité et gaz<sup>33</sup> pour intégrer de nouvelles dispositions qui visent à encadrer les nouveaux développements du marché de l'énergie (marché de la flexibilité et les compteurs dits « intelligents »). Il s'agit particulièrement du droit au client de valoriser la flexibilité de sa demande, du rôle du GRD dans la gestion des données de comptage de la flexibilité, de l'introduction de la licence de fourniture des services de flexibilité, de l'indemnisation due par le GRD en cas de décision irrégulière de refus d'activation de la flexibilité et des conditions de déploiement des compteurs intelligents. Toutes ces dispositions visent d'une part à favoriser la participation active du client au marché et d'autre part à lui offrir une protection légale dans un environnement en constante évolution et non encore maîtrisé de la transition énergétique. Les clients qui souhaitent valoriser la flexibilité de la demande doivent disposer de **compteur avec relevé à distance de courbe de charge (quart-horaire)**.

En outre, les nouvelles dispositions (intégrées dans l'article 24<sup>ter</sup> de l'ordonnance électricité) concernant les compteurs connectés dits « *intelligents* » conditionnent le déploiement de ces compteurs à la mise en œuvre de plusieurs évaluations préalables notamment sur les plans économique, social, sanitaire et environnemental, imposent un système de gestion de consentement (Opt-in/Opt-out) relativement contraignant pour garantir le respect du choix des clients et prévoient plusieurs actes réglementaires.

Exceptée l'étude<sup>34</sup> commanditée par BRUGEL et visée par l'article 24<sup>ter</sup>, § 2<sup>ème</sup>, al. 5, BRUGEL constate que la plupart des autres mesures ne sont pas encore mises en œuvre.

- **Concernant la proposition de SIBELGA dans son projet de plan d'investissements 2021-2025 pour le réseau de distribution :**

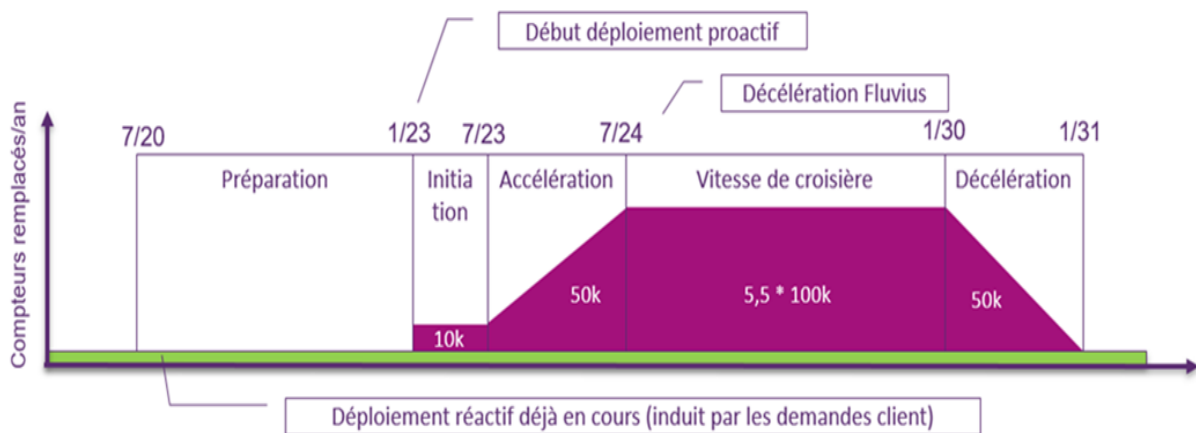
Tenant compte des résultats des évaluations effectuées en interne par SIBELGA ou publiées par BRUGEL dans son étude sur les opportunités économique, sociale et environnementale du déploiement des compteurs dits « intelligents », SIBELGA conclut dans son projet de plan d'investissements 2021-2025 au remplacement de tous les compteurs électromagnétiques par des compteurs intelligents avant fin 2031 (voir Figure 3 ci-après).

---

<sup>32</sup> Mise en œuvre d'une étude d'opportunité, l'organisation d'une consultation publique et la publication d'un projet d'avis soumis aussi à la même consultation.

<sup>33</sup> 23 JUILLET 2018 - Ordonnance modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, l'ordonnance du 1er avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale, concernant des redevances de voiries en matière de gaz et d'électricité et portant modification de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'ordonnance du 12 décembre 1991 créant des fonds budgétaires, Région de Bruxelles-Capitale, 20 septembre 2018.

<sup>34</sup> <https://www.brugel.brussels/publication/document/etudes/2020/fr/etude34-smartmeter.pdf>



**Figure 3: programme proposé par SIBELGA pour déployer des compteurs connectés entre 2021 et 2031<sup>35</sup>**

SIBELGA compte réaliser, ce déploiement généralisé, en deux temps avec deux rythmes différents :

- **Étape 1 (2021-2022) : un déploiement réactif induit par des demandes clients :** dans cette première étape, SIBELGA compte poursuivre le déploiement des compteurs électroniques (compteurs dits « intelligents » non communicants au marché) pour répondre aux obligations légales concernant certaines niches d'utilisateurs (nouveaux raccordements, rénovations importantes, prosumers...) ou à la demande des clients (cas des communautés d'énergie) : c'est un déploiement réactif car son rythme dépend de la demande des clients. SIBELGA estime que le volume annuel sera de l'ordre de 8.600 compteurs par an à partir de 2021. Parmi ces compteurs, SIBELGA prévoit le placement de 2.300 par an pour les prosumers.
- **Étape 2 (2023-2030) : un déploiement proactif par le remplacement du parc de compteurs électromécaniques :**

A partir de 2023, SIBELGA compte installer de manière proactive des compteurs connectés dits « intelligents » pour le reste des points d'accès (soit l'essentiel du parc des compteurs).

La deuxième étape est prévue pour début 2023. Pendant une période d'environ 6 mois, SIBELGA remplacera 10.000 compteurs afin de valider et, là où c'est nécessaire, d'affiner les solutions, les méthodes, les processus et l'outillage. À partir de mi-2023, SIBELGA compte passer à une phase d'accélération qui prendra plus ou moins 12 mois et qui devrait atteindre une capacité de remplacement de 100.000 compteurs par an. Cette vitesse de croisière sera atteinte mi-2024 et sera maintenue jusque début 2030. En 2030, une réduction progressive de la capacité d'installation est prévue.

Pour ce déploiement, SIBELGA propose une stratégie basée sur les quatre points suivants :

<sup>35</sup> Voir projet de plan d'investissements de SIBELGA pour la période 2021-2025

1. **Un critère géographique** : le déploiement se fera quartier par quartier, en passant toujours à un quartier adjacent quand les compteurs du quartier précédent ont été remplacés. SIBELGA présente de nombreux avantages à ce déploiement notamment, la limitation du temps de déplacement, l'optimisation de l'approvisionnement des équipes (un seul camion peut desservir tous les techniciens actifs dans le quartier), la flexibilité du planning (un rendez-vous annulé peut facilement être remplacé par une installation 'ad hoc', un technicien qui ne peut pas terminer son travail avant le rendez-vous suivant peut facilement être remplacé par un autre technicien).
2. **Une logique tout ou rien** : SIBELGA propose le remplacement de tous les compteurs du même bâtiment en une seule fois. Pour SIBELGA, ce choix permet d'éviter du « rework » ainsi que des dérangements multiples du client.
3. **Processus de déploiement uniforme** : SIBELGA compte adopter un programme unique de déploiement basé sur un processus uniforme de remplacement de compteurs existants par des compteurs intelligents. Pour SIBELGA, la multiplication des processus, adaptés selon les niches des clients, rendrait le programme de déploiement inefficace.
4. **Compteurs identiques sur toute la Belgique** : SIBELGA compte installer les mêmes compteurs connectés dits « intelligents » que les autres GRD belges. De plus, la communication avec ces compteurs se fera à travers d'un système d'acquisition partagé avec les autres GRDs. Cette collaboration entre GRDs aidera à limiter le coût du déploiement et de l'exploitation de ces nouveaux compteurs.

En outre, SIBELGA liste 6 balises à prendre en compte pour l'encadrement de ce projet de déploiement :

1. la mise en place de mesures à caractère technique, administratif et organisationnel pour répondre aux exigences en matière de privacy ;
2. la recherche de solutions spécifiques pour les personnes souffrant d'électrosensibilité ;
3. l'absence de coupures à distance automatiques ;
4. la mise en place indispensable de mesures d'accompagnement (social) adaptées pour les clients, singulièrement les clients vulnérables ;
5. la maximisation des gains pour le client bruxellois et la minimisation des coûts du programme notamment par la recherche de synergie avec les autres GRD afin de garantir un gain réel net sur la facture du consommateur ;
6. la protection des consommateurs, notamment la lisibilité des formules et des offres tarifaires, sur laquelle il y aura lieu d'attirer l'attention des fournisseurs et du fédéral.

BRUGEL constate que le programme proposé par SIBELGA rencontre en plusieurs points la vision développée par BRUGEL dans son projet d'avis soumis à la consultation publique sur les compteurs connectés, notamment concernant le besoin de prévoir une période de préparation préalable à un déploiement soutenu et l'introduction du critère géographique dans la stratégie de déploiement. Dans son avis<sup>36</sup> sur le plan d'investissements 2021-2025 de SIBELGA, BRUGEL conclut que le plan proposé

---

<sup>36</sup> Avis 307 de BRUGEL:

<https://www.brugel.brussels/publication/document/avis/2020/fr/AVIS-307-PLAN-INVESTISSEMENTS-ELECTRICITE-SIBELGA-2021-2025.pdf>

par SIBELGA s'écarte du cadre légal actuel et a proposé aux autorités publiques de modifier ce cadre afin de permettre le déploiement des compteurs connectés.

## **5 Proposition de BRUGEL pour le déploiement des compteurs connectés**

Dans sa réflexion sur le déploiement des compteurs connectés, BRUGEL s'est appuyé sur les résultats de l'étude d'opportunité qu'elle a menée avec l'aide d'un bureau d'études externe, sur les contributions des participants à la consultation publique sur ces nouveaux compteurs et sur un ensemble de principes directeurs.

Ci-après les principaux éléments permettant selon BRUGEL d'assurer un encadrement judicieux de l'introduction des compteurs connectés dans le marché bruxellois d'électricité.

### **5.1 Principes directeurs**

La proposition de BRUGEL s'appuie sur des principes directeurs qui ont toujours guidé sa réflexion sur le fonctionnement du marché :

1. BRUGEL s'inscrit dans la lignée des orientations européennes et des autorités régionales, notamment via le plan énergie climat 2030, qui fixent, des objectifs ambitieux en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans une perspective de neutralité carbone à l'horizon 2050. Pour y arriver, la Région table, entre autres, sur la décarbonation des solutions de chauffage, la sortie des véhicules thermiques, le renforcement du soutien aux énergies renouvelables et le développement des communautés d'énergie et de l'autoconsommation collective ;
2. La mise en œuvre de véritables réseaux intelligents pour mieux intégrer les solutions imposées par la transition énergétique et de garantir la stabilité du système électrique et la sécurité d'approvisionnement : cette mise en œuvre nécessite des changements profonds dans les paradigmes qui gèrent les réseaux de distribution et l'organisation du marché de l'énergie. Les nouveaux paradigmes doivent permettre l'émergence d'un réseau intelligent capable de gérer des flux multidirectionnels en intégrant l'action ou le comportement des utilisateurs et en favorisant le développement de nouveaux services adaptés aux besoins des clients finals.
3. Le développement du réseau de distribution doit tenir compte de l'optimisation technico-économique de la capacité disponible, de la réduction des coûts opérationnels de la gestion du réseau et de l'optimum économique global ;
4. Offrir au client final qui le souhaite, les moyens de jouer un rôle actif de manière individuelle ou collective dans le marché de l'électricité pour tirer profits des nouveaux services, de contribuer à la stabilité du système électrique et à réussite de la transition énergétique.
5. Tenir compte de l'évolution du parc des compteurs connectés au niveau belge et européen pour ne pas rendre les clients finals bruxellois les seuls au niveau belge ou européen de ne pas disposer des moyens de tirer profit des avantages attendus des compteurs connectés et du nouveau marché de la flexibilité ;



6. Mettre à disposition du client final des services de qualité grâce aux fonctionnalités des compteurs connectés (opérations à distance, index réel et actuels, processus marché rapides...);
7. Garantir l'accès au marché au client final en lui permettant de disposer de la sécurité d'approvisionnement et d'offres commerciales concurrentielles et diversifiées et adaptées à son profil de consommation;
8. Mettre en œuvre un système de protection efficace y compris contre les coupures automatiques et inappropriées, des mesures d'accompagnement ciblées et un régime simplifié d'indemnisation en cas de manquement des acteurs du marché;
9. Veiller à une harmonisation au niveau belge des règles d'échange de données au sein du marché et à l'exploitation des synergies potentielles entre les GRD belges dans l'acquisition des compteurs et leur gestion.

## 5.2 Stratégie de déploiement

Comme mentionné dans son avis<sup>37</sup> sur le plan d'investissements 2021-2025 du GRD, BRUGEL constate que le programme proposé par SIBELGA de déployer les compteurs connectés chez l'ensemble des clients bruxellois à l'horizon de 2031 rencontre en plusieurs points la vision développée par BRUGEL dans son projet d'avis soumis à la consultation publique sur les compteurs connectés. BRUGEL trouve, en outre, les 6 balises (voir paragraphe 4.4 du présent avis), proposées par SIBELGA pour l'encadrement de ce déploiement, pertinentes et méritent d'être explicitées.

---

<sup>37</sup> Avis 307 de BRUGEL:

<https://www.brugel.brussels/publication/document/avis/2020/fr/AVIS-307-PLAN-INVESTISSEMENTS-ELECTRICITE-SIBELGA-2021-2025.pdf>

Tenant compte de ces considérations, BRUGEL recommande aux autorités régionales de favoriser un déploiement **opportun, soutenu et maîtrisé** comme synthétisé dans le tableau ci-après :

<b>Stratégie de déploiement proposée par BRUGEL</b>		
<b>Déploiement</b>	<b>Finalité</b>	<b>Balises</b>
<b>Opportun</b>	BRUGEL vise un déploiement qui profite au client final, à la gestion des réseaux et au bon fonctionnement du marché d'électricité	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Un déploiement optimisé sur le plan technico-économique en favorisant le déploiement géographique et harmonisé;</li> <li>- Activation des fonctionnalités rentables, qui améliorent la qualité des services aux clients et utiles au marché et au système électrique.</li> </ul>
<b>Soutenu</b>	BRUGEL vise un encadrement légal, réglementaire et régulateur judicieux du déploiement des compteurs connectés.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Réformer les articles 24<sup>ter</sup> et 18<sup>ter</sup>, respectivement des ordonnances électricité et gaz pour favoriser un déploiement technico-économique optimal (critère géographique...);</li> <li>- Imposer des moyens de contrôle du déploiement ;</li> <li>- Mettre en œuvre des mesures d'accompagnement particulièrement pour les plus vulnérables.</li> </ul>
<b>Maîtrisé</b>	BRUGEL vise à doter le Gouvernement (notamment via les plans d'investissements) et le régulateur de moyens de contrôle et de suivi du plan de déploiement.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mise en œuvre des indicateurs techniques, économiques, sociaux et financiers pertinents pour le suivi du déploiement ;</li> <li>- Réalisation des enquêtes de satisfaction et des évaluations d'impacts sur les clients y compris sur les aspects liés à la santé, à la sécurité des données et le respect de la vie privée.</li> </ul>

### 5.3 Plan d'action pour le respect des balises identifiées :

Pour la mise en œuvre d'un déploiement **opportun, soutenu et maîtrisé**, BRUGEL détaille ci-après les principales actions à réaliser pour garantir le respect des balises précédemment définies.

#### I. Actions à mettre en œuvre pour réaliser un déploiement « Opportun » :

Par le qualificatif « opportun », BRUGEL vise un déploiement des compteurs connectés qui profite au client final, à la gestion des réseaux et au bon fonctionnement du marché d'électricité :

- **Pour ce qui concerne le réseau de distribution** : un développement opportun devrait viser les bénéfices suivants :
  - Optimisation technico-économique du processus de déploiement par la prise en compte du critère géographique et de la faisabilité technique ou logistique liée au placement des compteurs : dans cette optique, BRUGEL soutient le programme proposé par SIBELGA de remplacer tous les compteurs d'ici 2031 moyennant l'adaptation du cadre légal et le respect d'un ensemble de balises qui garantissent un déploiement optimal sur le plan technico-économique et respectueux des droits légitimes des clients ;
  - Réduction des coûts des opérations de gestion du réseau par la mise en œuvre des opérations à distances (relevés des compteurs, ouverture/fermeture compteurs, modifications de puissance, ...), par la maîtrise des fraudes ou des consommations sans contrats, par la réduction des pertes sur le réseau et par un dimensionnement adéquat des infrastructures du réseau. L'ensemble de ces gains sont évalués à plus de 148M€ (voir le résumé de l'étude de BRUGEL<sup>38</sup>) pour la mise en œuvre de ces opérations ;
  - Activation des fonctionnalités des réseaux intelligents par l'augmentation du niveau d'observabilité et de la commandabilité du réseau de distribution : actuellement, celui-ci ne dépasse pas le seuil de certaines cabines réseaux (juste une partie de ces cabines est commandable actuellement) et la majeure partie du reste du réseau est gérée de manière *a priori* sur la base des plans du réseau. Pour rendre le réseau plus observable et plus commandable, il y a lieu d'opter pour plus de décentralisation de l'intelligence en s'appuyant notamment sur des cabines et des compteurs connectés ;
  - Réduction des pertes et amélioration de la qualité de fourniture : grâce à ces compteurs connectés installés aux bouts du réseau, il serait possible de réduire les pertes sur le réseau, de gérer de manière dynamique les congestions, d'améliorer la qualité de fourniture (disponibilité, plan de tension et formes d'onde de la tension) et de faciliter la mise en œuvre de mécanismes de gestion de la charge (injection et prélèvement). Pour atteindre les bénéfices escomptés, le déploiement des compteurs connectés ne doit pas se limiter aux niches, éparpillées en fonction de la localisation des clients concernés, mais doit s'étendre à l'ensemble des clients raccordés sur le réseau de distribution. Les projets de plans d'investissements doivent tenir compte de ce besoin de transformation du réseau et sa réalisation doit être évaluée avec des indicateurs adéquats.

---

<sup>38</sup> <https://www.brugel.brussels/publication/document/etudes/2020/fr/etude34-smartmeter.pdf>

- **Pour ce qui concerne le marché de l'énergie** : un développement opportun doit tenir compte des considérations suivantes :
  - Favoriser la mise en œuvre des opportunités du marché belge et européen : il s'agit de permettre aux clients finals bruxellois de saisir les opportunités de valorisation de la flexibilité de certaines charges (batteries domestiques, véhicules électriques, chauffage électrique...) notamment via des offres tarifaires ou des nouveaux services d'équilibrages du système électrique ;
  - Activation des fonctionnalités des compteurs connectés (en lien avec le MIG6 d'ATRIAS) permettant aux fournisseurs de disposer des moyens d'optimiser leurs offres : actuellement, les achats des fournisseurs sont basés essentiellement sur des courbes synthétiques de charges (SLP<sup>39</sup>) établies, pour la plupart des consommateurs, une année à l'avance. La mise à disposition du marché des données détaillées et fréquentes issues des compteurs connectés devrait réduire considérablement les risques liés aux erreurs d'allocation, d'estimation des consommations ou du « forecasting ». Ceci devrait permettre aux fournisseurs d'offrir, grâce à la concurrence, des offres commerciales avantageuses pour les clients finals ;
  - La réduction des barrières à l'entrée pour les nouveaux acteurs du marché (fournisseurs et opérateur de la flexibilité) par la mise à disposition (avec mandat du client) des données détaillées issues des compteurs connectés, ce qui devrait réduire les risques de *forecasting*.
- **Pour ce qui concerne le client final** : un développement opportun doit viser les objectifs suivants :
  - Le développement des offres commerciales avantageuses pour les clients actifs qui souhaitent valoriser leur profil de consommation (et/ou de production). En effet, à cause de l'absence des compteurs connectés, plusieurs solutions du marché (valorisation des injections, modulation de la consommation ou de l'injection en fonction du signal prix, valorisation de la capacité des unités de stockage, optimisation de la consommation sur la base des données détaillées et actuelles...) ne sont actuellement pas proposées aux clients finals raccordés en basse tension ;
  - Limiter le développement des pratiques discriminantes pour les clients : en l'absence d'une harmonisation au niveau belge des règles de marché liées aux compteurs connectés, on risque d'augmenter les singularités bruxelloises. Une harmonisation permettrait de limiter certaines pratiques des acteurs qui impactent négativement les clients. En effet, des études<sup>40</sup> de BRUGEL sur le marché de détail bruxellois ont soulevé les risques sur la disponibilité des offres ou sur le développement de pratiques des fournisseurs compte tenu du poids du cadre réglementaire bruxellois sur les business plans de ces acteurs.
  - Mise en œuvre des plages tarifaires flexibles pour le lissage de pointe sur le réseau : grâce aux régimes de comptage plus flexibles des compteurs connectés, il serait possible d'encourager les consommateurs à consommer, non plus « de nuit »/« en heure creuse », mais aux heures de grande production renouvelable. Ce comportement vertueux et

---

<sup>39</sup> Synthetic Load Profile

<sup>40</sup> <https://www.brugel.brussels/publication/document/avis/2019/fr/AVIS-INITIATIVE-292-ETAT-DU-MARCHE-RESIDENTIEL-ENERGIE.pdf>

économiquement profitable pour les clients, devrait contribuer grandement à rationaliser les investissements sur le réseau électrique au bénéfice de la Région dans son ensemble ;

- L'amélioration de la qualité des services offerts aux clients finals : à l'aide des compteurs connectés, il serait possible d'offrir une meilleure qualité des services notamment par :
  - La mise en œuvre des opérations à distance (ouverture/fermeture de compteur, adaptation de la capacité, déménagement, changement de fournisseur...) à moindre coût, en temps et en argent ;
  - La mise en œuvre des processus efficace : il s'agit de la relève des données de consommation (données justes et actuelles), gestion de certains déménagements problématiques (moins de coupures), des services de valorisations des productions décentralisées ou des services liés aux communautés d'énergie ;
  - Un meilleur respect des normes de qualité de fourniture (coupures et forme d'onde de la tension) : grâce aux compteurs connectés il serait possible de faire un suivi de la qualité de fourniture au niveau du raccordement des clients. En outre, les informations sur le niveau de tension et les durées de coupures seront accessibles aux clients directement sur leurs compteurs.

## 2. Actions à mettre en œuvre pour réaliser un déploiement « Soutenu » :

Par le qualificatif « soutenu », BRUGEL vise un encadrement judicieux du déploiement des compteurs connectés sur les plans légal, réglementaire et régulateur.

### - **Sur le plan légal :**

Tenant compte des opportunités identifiées (voir paragraphe précédent du présent avis et les résultats de l'étude<sup>41</sup> de BRUGEL), BRUGEL propose aux autorités régionales d'adapter le cadre légal en vigueur afin de permettre un déploiement des compteurs connectés qui favorisera l'émergence des solutions techniques et technologiques et la valorisation des opportunités du marché. Il s'agit plus particulièrement des mesures suivantes :

- Adapter les articles 24ter et 18ter, respectivement des ordonnances électricité et gaz pour :
  - Intégrer le critère géographique dans la stratégie de déploiement des compteurs connectés pour répondre aux besoins de mise en œuvre des fonctionnalités des réseaux intelligents et des exigences d'optimisation technico-économique du placement de ces compteurs ;
  - Supprimer l'obligation d'installation des compteurs connectés pour le réseau de gaz ;
  - Imposer dans le chef du GRD, un rapportage périodique rigoureux pour le suivi du déploiement selon un canevas qui sera défini par BRUGEL ;

---

<sup>41</sup> <https://www.brugel.brussels/publication/document/etudes/2020/fr/etude34-smartmeter.pdf>

- Imposer, dans le chef du GRD, un rapportage périodique des analyses d'impacts sur la sécurité des données et le respect de la vie privée des clients finals ;
  - Adapter le système de consentement des clients finals (pour les communications à distance avec le compteur) aux exigences d'un bon fonctionnement du système électrique et du marché dans le respect de la législation européenne en matière de gestion des données de mesures (GDPR). Dans cette optique, il y a lieu de prévoir les régimes de communication avec le GRD :
    - Des communications toujours possibles en lien avec les besoins du GRD pour la gestion des compteurs (adaptation du logiciel ou de l'horloge interne) ou pour les fonctionnalités liées aux réseaux intelligents (gestions des congestions, pertes ou qualité de fourniture) : le GRD doit veiller à n'utiliser que les données strictement nécessaires à ces besoins et non personnelles ;
    - Des communications toujours possibles pour les besoins du bon fonctionnement du marché : une lecture journalière d'un index par registre pour garantir une communication mensuelle de qualité des index de consommation, des informations sur la qualité de fourniture (dépassements de tension et durée d'interruption, ouverture/fermeture de compteur et adaptation de la puissance). **La fermeture automatique des compteurs est interdite ;**
    - A la demande des clients (Opt-in), des lectures journalières et mensuelles des valeurs quart horaires de l'énergie injectée et prélevée ;
      - A la demande des clients (Opt-out), la désactivation des fonctionnalités d'ouverture/fermeture des compteurs et la limitation de la puissance. Le client supporte le cas échéant les coûts des opérations manuelles effectuées par le GRD.
  - Prévoir des principes de base concernant les mesures d'accompagnement du déploiement (voir ci-dessous) ;
  - Prévoir des mécanismes de contrôle et de maîtrise du déploiement des compteurs (voir ci-dessous) ;
  - Prévoir des arrêtés du Gouvernement, pour définir les fonctionnalités minimales complémentaires des compteurs connectés et des régimes par défaut : nombre de plages tarifaires, granularité et fréquence de relevé. Dans ce cadre, BRUGEL n'est pas favorable à la fixation d'un seul régime d'utilisation de ces compteurs, mais à la définition d'un régime par défaut contraignant, tout en laissant le choix aux clients finals d'opter pour des régimes plus adaptés à leurs besoins (voir paragraphe ci-avant).
- **Sur le plan réglementaire :**

Concernant le cadre réglementaire, BRUGEL compte examiner, dans le cadre de la rédaction de la prochaine méthodologie tarifaire pour la période 2025-2029, les solutions tarifaires les plus adaptées pour encadrer le déploiement des compteurs connectés, notamment concernant :

- Les tarifs de placement pour le client qui le demande,
- Les plages tarifaires d'utilisation ;
- Les tarifs des opérations à distance ;
- Les tarifs favorisant l'utilisation de l'énergie intermittente au moment où elle est disponible et incitant à une autoconsommation optimale;
- Les tarifs des demandes de renforcement et de partage de la puissance de raccordement collectif... BRUGEL compte élaborer une structure tarifaire cohérente et robuste permettant d'inciter à déplacer/réduire les charges en vue d'optimiser les investissements réseau.

Et outre, BRUGEL prévoit d'adapter en profondeur les règlements techniques pour tenir compte des aspects suivants :

- La gestion des compteurs connectés (comptage et opérations à distance) et les processus du marché y relatifs (MIG) ;
  - La définition des finalités du projet pilote du GRD : dans ce cadre, BRUGEL préconise de tester le dispositif de communication envers les clients finals, les modalités de notification et de révocation des décisions de ces clients, les conditions de communication des données à des tiers, la définition des données primaires et dérivées éventuelles à collecter et à traiter par le GRD. En fonction des résultats de l'analyse comparative sur l'électrosensibilité, il y aura également lieu de déterminer les solutions technologiques alternatives envisagées par les ordonnances électricité et gaz pour les clients qui se disent électrosensibles ;
  - La mise en œuvre des mesures d'accompagnement pour les clients dotés de compteurs connectés et des enquêtes de satisfaction ;
  - La gestion des bornes de recharge à domicile des véhicules électriques (conditions de raccordement, comptage séparé...);
  - La gestion des services de flexibilité et des charges flexibles (stockage...);
  - Les conditions et les modalités de partage de la puissance de raccordement collectif ou de renforcement du réseau pour tenir compte des nouveaux besoins des utilisateurs (nouvelles capacités dues aux charges flexibles ou des véhicules électriques).
- **Sur le plan des mesures d'accompagnement :**  
Dans le cadre de ces missions de conseils, BRUGEL recommande les actions suivantes :
- Pour les ménages, qui se trouvent en difficultés de paiement et qui le souhaitent, il serait possible, via la mise à disposition fréquente des données réelles de consommation de leur offrir un moyen de gérer, en toute indépendance, leur budget de consommation. Un encadrement énergétique, réalisé dans le cadre d'une guidance sociale, mis en place par le CPAS permettra aux ménages d'améliorer leurs conditions de vie. Il est en effet primordial dans une ville-région comptant plus de 60.000 ménages en précarité énergétique, de développer un nouveau canal de lutte contre cette problématique ;

- L'adaptation du mécanisme d'indemnisation pour tenir compte des données disponibles via les compteurs connectés (qualité de fourniture, coupure longue ou inappropriée faute d'identification du client lors des déménagements problématiques ... ) ;
- La mise en œuvre par le GRD d'un plan de communication envers les utilisateurs concernés par le placement des compteurs connectés : il s'agit d'offrir aux utilisateurs les informations claires et utiles sur les aspects suivants (liste non-exhaustive) :
  - o Les modalités de placements des compteurs,
  - o Les fonctionnalités disponibles et activables du compteur,
  - o Les droits et devoirs des utilisateurs,
  - o Les mesures d'accompagnement mises en œuvre,
  - o Les données sur les émissions électromagnétiques, ... ;
- Réactiver le projet pilote de SIBELGA pour des finalités liées aux besoins du marché et des clients (modalités opt-in/opt-out, électrosensibilité, usages et fonctionnalités en lien avec le marché, analyses d'impacts sur la sécurité des données et le respect de la vie privée des utilisateurs...) ;
- Étudier en projet pilote, la fonctionnalité de prépaiement pour tenir compte des besoins spécifiques de certains clients : Bruxelles est une ville cosmopolite, universitaire et capitale de l'Europe, abrite plusieurs instances européennes et mondiales, compte 35 000 ménages expatriés et 10.000 étudiants disposant de logement individuel. La mise en œuvre d'un service de prépaiement serait une solution rapide et efficace pour assurer à tous ces ménages, dont la durée de séjour sur le sol bruxellois est limitée, un accès à l'énergie sans soucis pratiques et sans risque de coupure. En effet, rien que les déménagements à Bruxelles occasionnent environ 10.000 coupures annuels. Un chiffre exorbitant qui induit un coût humain (stress, vulnérabilité...) et financier important pour les ménages impactés. **Cette fonctionnalité ne doit pas autoriser une coupure automatique** (par manque de crédit par exemple), l'étude doit donc définir les modalités de garantie de fourniture minimale.
- Les besoins de protection concernent aussi le respect de la vie privée et la sécurité des données sur toute la chaîne de traitement. Cette protection doit se faire dans le respect du cadre légal européen relatif à la sécurité des données et au respect de la vie privée des utilisateurs du réseau. Dans ce cadre, des évaluations périodiques d'impacts<sup>42</sup> sont désormais obligatoires pour identifier les risques et implémenter les mesures de protection qui garantiraient un fonctionnement sûr et respectueux de la vie privée des clients finals.

### 3. Actions à mettre en œuvre pour réaliser un déploiement « Maîtrisé » :

Par le qualificatif « Maîtrisé », BRUGEL vise à doter les parties concernées (le gouvernement et le régulateur) de moyens de contrôle y compris financiers du plan de déploiement proposé par le GRD. Dans le cadre de ces missions de conseils et tarifaires, BRUGEL recommande les actions suivantes :

---

<sup>42</sup> DPIA pour Data Protection Impact Assessment : exigés par le règlement 2016/679/UE du Parlement Européen et du Conseil du 27 avril 2016 relatif à la protection des personnes physiques à l'égard du traitement des données à caractère personnel et à la libre circulation de ces données.



- Une préparation judicieuse et préalable par le GRD pour la mise en œuvre des modalités techniques et organisationnelles de déploiement à grande échelle. Il s'agit de doter le GRD de moyens de maîtriser tous les aspects organisationnels et opérationnels d'un déploiement réussi de ces compteurs. La proposition de SIBELGA dans son projet de plan d'investissements 2021-2025 de prévoir une période de préparation 2021-2023 devrait contribuer à la réalisation de cet objectif. ;
- La réalisation par le GRD d'un planning de déploiements en tenant compte des données détaillées et actuelles issues en partie des projets pilotes. Ce planning doit être présenté lors de la soumission des projets de plans d'investissements avec un calendrier précis qui tient compte du cadre légal en vigueur. Les projets de plans d'investissements doivent comporter des données financières du programmé proposé pour les compteurs connectés (business case financier) et leurs mise-à-jours.
- Des enquêtes de satisfaction et des évaluations d'impacts sur les clients y compris sur les aspects liés à la sécurité des données et le respect de la vie privée pour le suivi de la bonne utilisation des compteurs connectés.
- La mise en œuvre des indicateurs pertinents pour le suivi des bénéfices pour le client final et pour GRD, pour sonder l'efficacité des mesures d'accompagnement des clients vulnérables et pour le suivi des offres commerciales basées sur les données des compteurs connectés.

\* \*

\*